

准噶尔盆地南缘侏罗系煤岩生烃动力学研究

曾立飞^{1,2}, 靳军³, 马万云³, 于双¹, 潘长春^{1*}

(1. 中国科学院 广州地球化学研究所 有机地球化学国家重点实验室, 广东 广州 510640; 2. 中国科学院大学, 北京 100049; 3. 中国石油新疆油田公司实验检测研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要: 应用金管-高压釜装置对采自准噶尔盆地南缘西部煤样 JC25 和东部煤样 JC41 进行生烃动力学模拟实验, 获取生油、生气量和生烃动力学参数。升温速率分别为 2 °C/h 和 20 °C/h, 实验压力为 50 MPa。实验得到两个煤样 JC25 和 JC41 最大生油量(以下单位 mg/g 均表示每克有机碳的生成量)分别为 126 mg/g 和 68.5 mg/g, 计算的排油量分别为 88.8 mg/g 和 29.5 mg/g, 表明侏罗系煤岩在南缘西部四棵树凹陷较其他区域具有较大的生油潜力。两个煤样最大生气量(ΣC_{1-5})分别为 121.6 mg/g 和 112 mg/g, 差异相对较小。煤样 JC25 和 JC41 的 H/C 原子比值分别为 0.85 和 0.77, 类脂组含量分别约为 8% 和 6%, 岩石热解(Rock-Eval)参数氢指数(I_H)分别为 155 mg/g 和 156 mg/g。实验结果表明, H/C 原子比值、类脂组含量比 I_H 能更好地反映煤岩的初始生油、生气潜力。依据生烃动力学参数模拟了地质条件下(升温速率 5 °C/Ma)的生油和生气过程。煤样主要生、排油阶段的 $R_{o, Easy}$ 介于 0.80%~1.20% 之间。在半开放条件下(发生排油), 两个煤样的生气速率比较接近。在 $R_{o, Easy}=1.50\%$ 时生气转化率分别为 23% 和 18%, 煤岩主要生气过程发生在高过成熟阶段($R_{o, Easy}>1.50\%$)。侏罗系烃源岩在霍玛吐背斜带中部成熟度较高, 较其他区域具有更大的天然气勘探潜力。

关键词: 侏罗系煤岩; 生烃动力学; 生排油量; 气态烃产率; 准噶尔盆地南缘

中图分类号: P593 文献标识码: A 文章编号: 0379-1726(2021)03-0282-12

DOI: 10.19700/j.0379-1726.2021.03.006

Petroleum generation kinetics of Jurassic coals in the southern margin of the Junggar Basin

ZENG Li-fei^{1,2}, JIN Jun³, MA Wan-yun³, YU Shuang¹ and PAN Chang-chun^{1*}

1. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China;

2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

3. Research Institute of Experiment and Testing, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay 834000, China

Abstract: Confined pyrolysis experiments (in gold capsules) were performed at heating rates of 20 °C/h and 2 °C/h and a pressure of 50 MPa to determine the yields and kinetic features for petroleum formation for the coals JC25 and JC41 that were collected from the southwestern and southeastern margins, respectively, of the Junggar Basin. Coals JC25 and JC41 had maximum oil yields of 126.0 mg/g and 68.5 mg/g, and the maximum amount of expelled oil was 88.8 mg/g and 29.5 mg/g, respectively, determined from the pyrolysis experiments. This result suggests that the Jurassic coals in the Sikeshe Sag in the western region have higher oil generative potentials than coals in the other areas of the southern margin of the Junggar Basin. These two coals showed relatively similar maximum gas yields (ΣC_{1-5}) of 121.6 mg/g and 112.0 mg/g, respectively. Coals JC25 and JC41 had H/C atomic ratios of 0.85 and 0.77, liptinite contents of ~8% and ~6%, and Rock-Eval hydrogen indices (I_H) of 155 mg/g and 156 mg/g, respectively. Therefore, H/C atomic ratio and liptinite content were more effective indicators of oil and gas generative potential for the coals, compared with HI value. Oil and gas generation and expulsion were modeled under a heating rate of 5 °C/Ma using the kinetic parameters for these two coals determined from the pyrolysis

收稿日期(Received): 2019-06-03; 改回日期(Revised): 2019-07-30; 接受日期(Accepted): 2019-08-05

基金项目: 国家自然科学基金(41572107); 中国科学院 A 类战略性先导科技专项(XDA14010104)

作者简介: 曾立飞(1992-), 女, 博士研究生, 地球化学专业。E-mail: 1014816147@qq.com

* 通讯作者(Corresponding author): PAN Chang-chun, E-mail: cpan@gig.ac.cn; Tel: +86-20-85290183

experiments. Oil generation and expulsion from the two coals was primarily within the interval between $R_{o, \text{Easy}}$ at 0.80% and 1.20%. In a semi-open system with efficient oil expulsion, the gas generation rates for these two coals are similar. At $R_{o, \text{Easy}}$ of 1.50%, the transformation ratios for gas generation are 23% and 18% for JC25 and JC41, respectively. The majority of gaseous hydrocarbons were generated at a highly post mature stage ($R_{o, \text{Easy}} > 1.50\%$). The Jurassic coal source rocks have higher maturities in the central Homatu anticline zone; therefore, this region is more favorable for gas exploration than the other regions in the southern margin of the Junggar Basin.

Key words: Jurassic coaly source rocks; kinetics for petroleum generation; amounts of the generated and expelled oils; gaseous hydrocarbon yield; southern margin of the Junggar Basin

0 引 言

煤成烃的研究是煤成油气勘探的重要理论基础^[1-3]。20 世纪 50、60 年代, 世界上大气田和天然气储量的 70%~80% 来源于煤系烃源岩^[1-3]。从 20 世纪 90 年代以来, 我国陆续在鄂尔多斯盆地、塔里木盆地库车坳陷和川西地区发现了一大批来源于煤系烃源岩的大中型气田^[2-4]。准噶尔盆地南缘中-下侏罗统煤系烃源岩分布广泛, 成熟度从位于生油窗至干气阶段, 具有较大的油气勘探前景^[5-8]。

经典烃源岩评价方法主要依据烃源岩岩石热解 (Rock-Eval) 参数、干酪根有机元素组成和显微组分组成评价烃源岩的生烃潜力^[9-10]。但是, 如何客观评价煤系烃源岩的生烃潜力仍然是一个有待解决的问题。Peters^[11]认为, Rock-Eval 参数高估了煤岩生成液态烃的潜力, 建议应用干酪根有机元素分析和显微组分评价煤岩生油潜力。Hunt^[12]认为, 干酪根 H/C 原子比大于 0.90、Rock-Eval 氢指数(I_H) (以下单位 mg/g 均表示每克有机碳的生成量) 大于 200 mg/g 和类脂组(liptinite)含量大于 15% 的煤岩、陆源有机质具有较好的生油潜力。但后来的研究者认为, H/C 原子比、 I_H 和干酪根显微组成均不能有效评价煤岩和陆源有机质的生油潜力^[13-16]。

烃源岩的生烃量(生油量和生气量)只能通过生烃模拟实验获取^[17]。应用金管-高压釜装置进行生烃模拟实验, 由于实验条件相对接近地质条件, 生成的原油组成非常接近实际油藏中的原油和烃源岩抽提物的组成^[18-19]。应用这一实验装置得到的烃源岩生油量和生气量能够代表在地质条件下的生油量和生气量^[18-26]。

本次研究拟通过对下侏罗统八道湾组(J_1b)和中侏罗统西山窑组(J_2x)的两个煤样进行金管-高压釜生烃动力学模拟实验, 结合干酪根元素分析和

Rock-Eval 分析, 探讨煤岩生油量、生气量与常规地球化学参数的关系。同时求取煤岩的生油、生气动力学参数, 预测煤岩的主要生油、生气阶段。

1 地质背景

准噶尔盆地是国内主要产油气盆地之一(图 1)。盆地南缘油气资源十分丰富, 在该区内已发现独山子、齐古、呼图壁、卡因迪克、吐谷鲁、霍尔果斯、安集海河和玛河等多个油气田和含油气构造^[5-8]。前人对该区域做了大量烃源岩评价与油气源对比研究^[5-8, 27-36]。2019 年年初中国石油新疆油田公司在南缘西部四棵树凹陷高探 1 井(乌苏市境内)获得高产油气流, 日产原油 1213 m³、天然气 32.17×10⁴ m³, 创准噶尔盆地单井日产量最高纪录。据新疆油田未发表地球化学数据, 高探 1 井油气来源于侏罗系煤系烃源岩。准噶尔盆地南缘已成为油气勘探的热点区域。

准噶尔盆地是 1 个大型叠合盆地, 具有双层基底: 前寒武系结晶基底和下古生界基底。自石炭纪基底基本定型以来, 经历了 4 个演化阶段: (1)晚石炭世晚期-早二叠世为前陆型海相-残留海相盆地; (2)中、晚二叠世为前陆型陆内坳陷盆地; (3)三叠纪-古近纪为陆内坳陷盆地; (4)新近纪-第四纪为复活碰撞前陆盆地^[5-8]。石炭系以海相火山喷发岩为主, 夹滨浅海相碎屑岩。在二叠纪, 由分割的大型坳陷和隆起组成多沉积中心, 二叠系主要为湖相沉积, 其中早二叠统风城组和中二叠统下乌尔禾组湖相烃源岩为盆地最重要的生油岩。三叠纪开始, 准噶尔盆地演化为统一的湖盆。三叠-侏罗系主要为冲积扇-河湖三角洲-湖沼相沉积。白垩系和新生界为河流-滨浅湖相、冲积扇和冲积平原相沉积^[5-8]。

侏罗系是准噶尔盆地最发育的地层之一, 不仅遍布全盆地, 还充填了毗邻的各个山间盆地。中、

下侏罗统是1套以河沼相、湖沼相沉积交替出现的含煤建造,最大厚度近3000 m,包括八道湾组(J_{1b})、三工河组(J_{1s})、西山窑组(J_{2x})和头屯河组(J_{2t})。上侏罗统为红色建造,包括齐古组(J_{3q})和喀拉扎组(J_{3k})。侏罗系柱状图见图2。中、下侏罗统煤系烃源岩主要分布于八道湾组、三工河组和西山窑组,煤层主要分布在八道湾组和西山窑组,为盆地第二重要的烃源岩,仅次于二叠系湖相烃源岩,在盆地南缘则是最重要的烃源岩^[5-8,29,37]。下侏罗统八道湾组烃源岩主体处于生油窗阶段(镜质组反射率 R_o 为0.65%~1.35%),少部分处于凝析油-湿气阶段(R_o 为1.35%~2.20%),在呼图壁局部地区处于干气阶段($R_o > 2.20%$)。中侏罗统西山窑组烃源岩主要处于生油窗阶段,在呼图壁局部地区处于凝析油-湿气阶段^[6-8]。

2 样品与实验

2.1 实验样品

煤样 JC25 和 JC41 采自准噶尔盆地南缘西部四棵树凹陷和东部乌鲁木齐附近的煤矿(图1),煤层分别位于下侏罗统八道湾组(J_{1b})和中侏罗统西山窑组(J_{2x},图2)。煤样 JC25 和 JC41 总有机碳(TOC)含量分别为62.21%和69.61%,H/C原子比值分别为0.85和0.77,Rock-Eval参数 I_{H1} 分别为155 mg/g和156 mg/g,最高热解峰温(t_{max})分别为424 °C和439 °C。实测镜质组反射率($R_{o,EASY}$)分别为0.42%和0.67%,两个样品分别处于未成熟和低成熟阶段(表1)。两个煤样的显微组分组成具有一定的差异,煤样 JC25 类脂组含

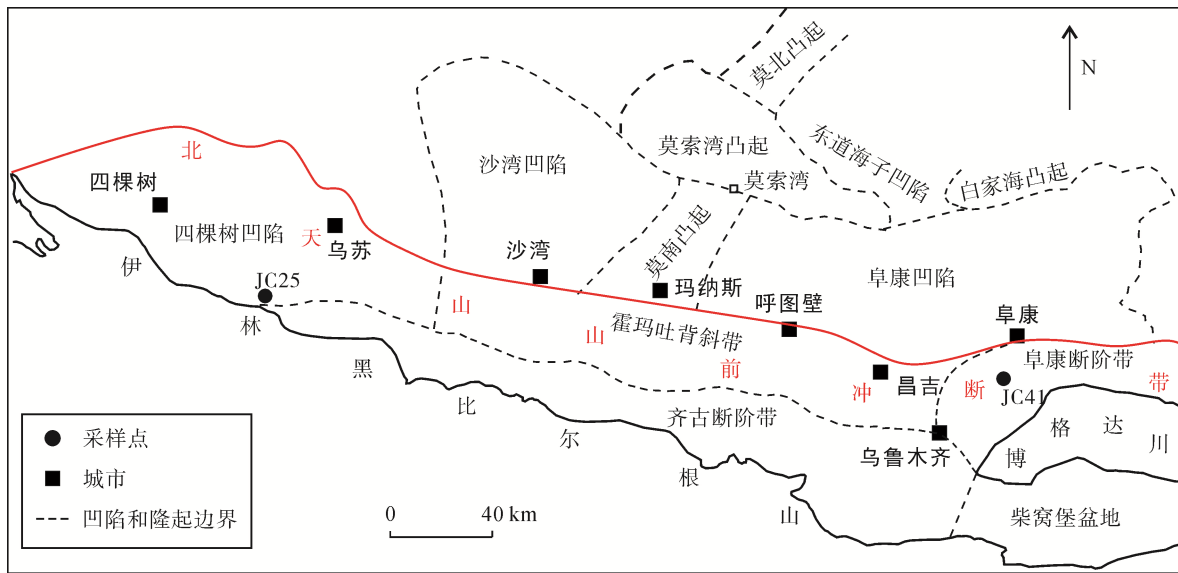


图1 采样位置图

Fig.1 Location map of the sampling sites

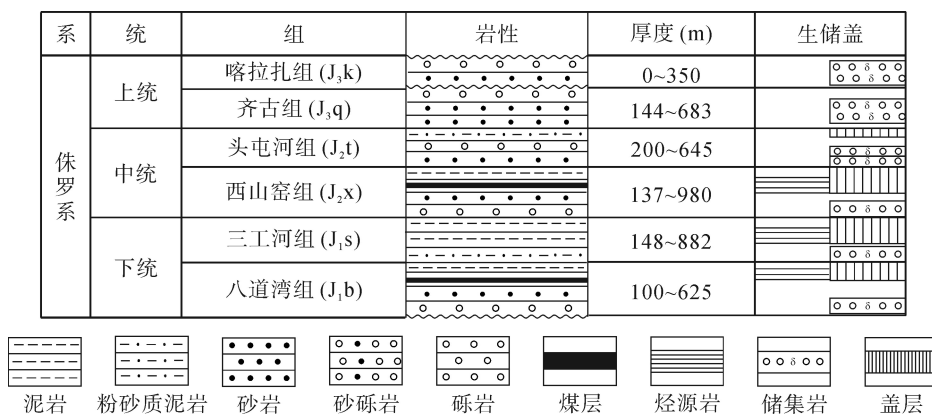


图2 准噶尔盆地侏罗系综合柱状图

Fig.2 Stratigraphy of the Jurassic strata in the Junggar Basin

量相对较高(约 8%), 主要为角质体、树脂体和孢子。煤样 JC41 类脂组含量相对较低(约 6%), 主要为零星分布的树脂体和孢子体(图 3)。

表 1 煤样 TOC 含量、H/C 原子比值和 Rock-Eval 参数

Table 1 Total organic carbon content (TOC), H/C atomic ratio and Rock-Eval parameters of the coal samples								
样号	层位	TOC (%)	H/C	S_1 (mg/g)	S_2 (mg/g)	I_H (mg/g)	t_{max} (°C)	R_o (%)
JC25	J _{1b}	62.21	0.85	0.74	96	155	424	0.42
JC41	J _{2x}	69.61	0.77	1.79	108	156	439	0.67

注: TOC—总有机碳; S_1 —可溶烃量; S_2 —热解烃量; I_H —氢指数; t_{max} —最高热解峰温。

2.2 金管-高压釜加温实验

将煤样 JC25 和 JC41 研磨约 200 目(0.0750 mm), 选取一定量的样品粉末分别进行 Rock-Eval 和有机元素分析。另取两个煤样的煤块进行磨片, 制成光片, 采用 3Y-Leica DMR XP 显微光度计对光片进行有机岩相学分析和镜质组反射率测定^[38-39]。

应用金管-高压釜装置对煤样 JC25 和 JC41 进行生烃动力学实验, 先将金管(长 40 mm, 外径 4 mm, 壁厚 0.25 mm)的一端电焊封口, 从另一端装入 10~60 mg 煤样粉末。之后将封口的一端插入冷水中, 仅留 1/4 金管露出水面, 在充满 Ar 的容器中, 使 Ar 置换金管中的空气, 之后在 Ar 保护下, 将金管另一端电焊封口。将密封好的金管放入高压釜内, 然后将高压釜放入加热炉进行加温实验。加热前, 通过高压水泵将水注入高压釜中, 使釜内压力达到设定压力 50 MPa。各釜体通过金属管线相互联通, 以保证各个高压釜内压力完全相同。通过水泵向釜内注入或

排出水, 使釜内压力始终保持 50 MPa。先将炉内温度在 10 h 内从室温升至 250 °C, 之后以 2 °C/h 或 20 °C/h 的升温速率进行程序升温。每隔 12 °C 或 24 °C 取出 1 个高压釜, 直至升到 600 °C。加温实验结束后, 将加热后的金管进行气态烃和液态烃分析^[23-25,40]。

2.3 气态烃分析

加热之后, 将表面清洗干净的金属管置入固定体积的真空系统内, 在封闭条件下用针将其扎破, 使管内气体完全释放出来。该真空系统与 1 台 Agilent 7890A GC 气相色谱仪相联, 通过自动进样系统, 释放的气体进入色谱仪中, 采用外标法定量。色谱仪的升温程序为: 初始温度 60 °C, 恒温 3 min, 再以 25 °C/min 的速率升温至 190 °C, 恒温 3 min。

2.4 液态烃与油产率分析

气态烃组分分析完成后, 将低温度点(324~490 °C)的黄金管剪成若干小段, 放置于 4 mL 细胞瓶中, 同时加入 3 mL 左右的正戊烷。超声处理 3 次, 每次 3 min。向每个细胞瓶中加入 0.010~0.015 mg 的氘代 nC_{22} 和 nC_{24} 标样, 根据热解产物的量向每个细胞瓶中加入适量的标液, 再次超声处理, 之后静置 3 d 以上, 待上部正戊烷溶液变澄清后进行液态烃分析。用进样针将正戊烷溶液直接注入 Agilent 7890A 型色谱仪, 配置 HP-5 色谱柱, 柱长 30 m, 内径 0.32 mm, 涂层厚 0.25 μ m。载气为 N_2 。色谱柱箱升温程序为: 起始温度 50 °C, 保留 5 min, 以 2 °C/min 的速率升温至 150 °C, 再以 4 °C/min 的速率升温至 295 °C, 恒温 15 min。在色谱图上, 对碳数 8 以上的液态烃组分(ΣC_{8+} , 包含 nC_8 和甲基苯)进行定量。

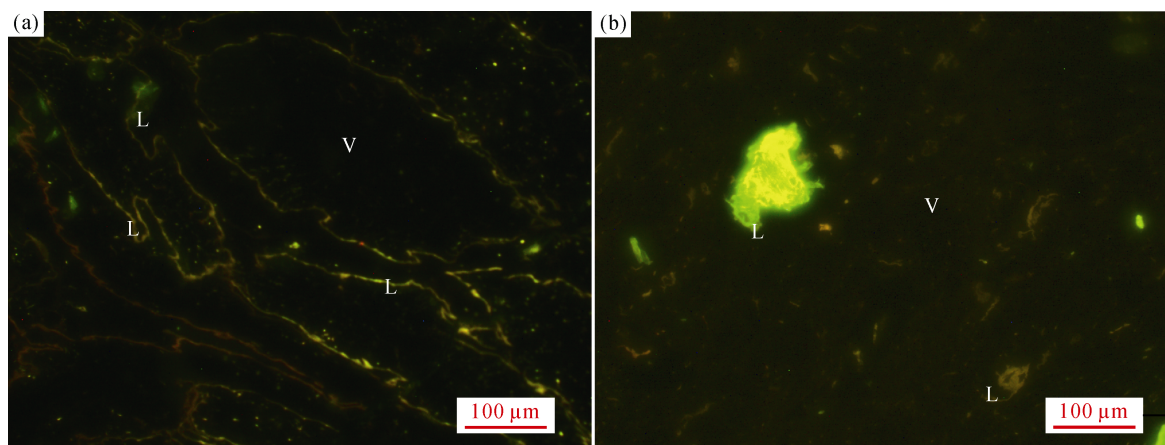


图 3 煤样 JC25 (a)和煤样 JC41 (b)荧光显微照片。L—类脂组, V—镜质体
Fig.3 Fluorescent microscope photos for coals JC25 (a) and JC41 (b); L—liptinite; V—vitrinite

用相同的方法对采自准噶尔盆地西北缘和腹部 18 个未遭受生物降解、成熟度介于 0.9%~1.2% 之间的正常稀油样进行液态烃组分(ΣC_{8+})定量, 18 个油样液态烃组分(ΣC_{8+})每克油中的含量介于 425~715 mg/g, 平均值为 563 mg/g。将模拟实验液态烃产率(ΣC_{8+})除以 0.563, 得到模拟实验油产率。

3 实验结果与讨论

3.1 油产率

煤样 JC25 和 JC41 在金管热模拟生烃实验中生成的液态烃组分主要为正构烷烃(图 4), 与实际油藏原油样品一致。依据 Sweeney *et al.*^[41] 镜质体热演化模型计算了升温速率 20 °C/h 和 2 °C/h 各温度点的 $R_{0, EASY}$ 值。两个煤样的油产率、总气态烃产率与 $R_{0, EASY}$ 相关关系见图 4。煤样 JC25 和 JC41 油产率均随着 $R_{0, EASY}$ 的增加呈现先增加后降低的趋势。煤样 JC25 在 $R_{0, EASY}$ 为 1.49% 时, 达到最大生油量 119.8 mg/g。煤样 JC41 在 $R_{0, EASY}$ 为 1.20% 时, 达到最大生油量 65.1 mg/g。

两个煤样生油特征具有明显的差异, 一方面与生烃母质差异有关, 另一方面也与干酪根在生油过程中具有复杂的化学反应机理有关。干酪根在热降解生成油分子的同时, 生成的油分子也会逆向结合到干酪根中。此外, 固体干酪根对油分子裂解具有催化效应。对于生油量偏低的煤, 固体干酪根多而油分子少, 有利于固体干酪根对油分子裂解的催化作用, 也有利于油分子重新结合到固体干酪根中。生油结束就是干酪根在达到一定成熟度时, 新生成油分子的量等于或低于油分子裂解和重新结合到干酪根中的量。生油量偏低的煤生油结束的时间相对较早^[26]。

JC25 和 JC41 两个煤样 I_H 分别为 155 mg/g 和 156 mg/g, 非常类似。H/C 原子比值分别为 0.85 和 0.77, 显微组分类脂组含量分别约为 8% 和 6%, 具有一定的差异。两个煤样油产率相差近 1 倍, 表明 I_H 不能客观评价煤样油产率的高低, 而 H/C 原子比值和类脂组含量在一定程度上反映了油产率的高低。根据本次实验结果, 结合前人的研究成果^[13-16], 可以推断镜质组是煤岩主要生油组分。两个煤样 I_H 与油产率不一致的原因主要和干酪根的组成与结构有关, 可以从以下两个方面来解释: (1) 煤样 JC41 干酪根含有相对较多的低环(单环、双环和三环)芳香类组分, 这些组分在开放体系快速热解(Rock-Eval)过程中能大量释放出来, 使 I_H 相对较高。而在封闭体系相对慢速热解(金管实验)过程中, 仅少部分低环芳香类组分能够释放出来, 造成金管实验油产率远低于 Rock-Eval 分析的 I_H 。(2) 煤样 JC25 和煤样 JC41 干酪根中能够生烃的脂肪类组分与不能生烃的芳香类组分的结合方式存在差异。煤样 JC25 相对较多的脂肪类组分较容易释放出来, 在生油窗阶段生成油, 而煤样 JC41 则相对较多的脂肪类组分较难释放出来, 在过成熟阶段生成气。

3.2 气态烃产率(ΣC_{1-5})

JC25 和 JC41 两个煤样的总气态烃产率(ΣC_{1-5})随 $R_{0, EASY}$ 增高而持续增高。在成熟度最高 $R_{0, EASY}$ = 4.44% 时, 两个煤样的总气态烃产率分别为 121.4 mg/g 和 111.9 mg/g (图 5b)。当 $R_{0, EASY}$ 低于 1.5% 时, 两个煤样总气态烃产率(ΣC_{1-5})相近。当 $R_{0, EASY}$ 高于 1.5% 时, 煤样生成的油发生裂解, 油产率快速降低(图 5a), 相应地气态烃产率快速增高, 两个煤样总气态烃产率的差异明显增大(图 5b)。当 $R_{0, EASY}$ 达到 2.5% 时, 先前生成的油组分已经完全裂解, 两个煤样总气态

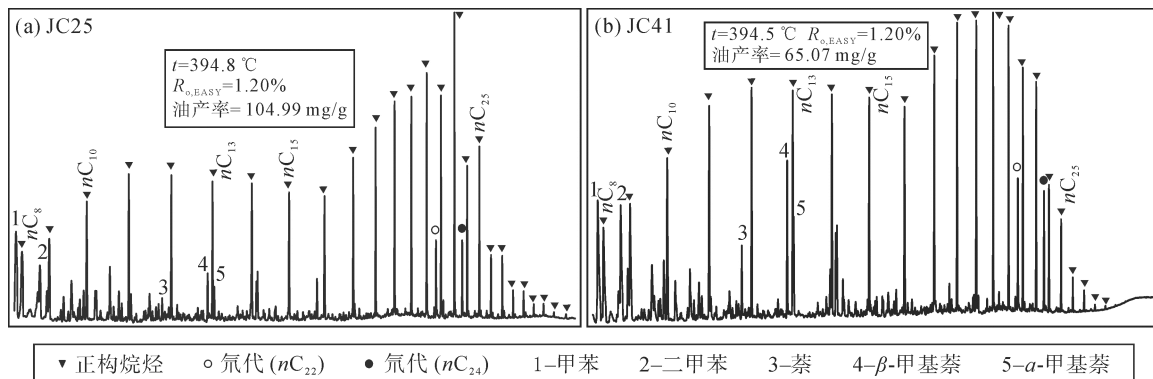
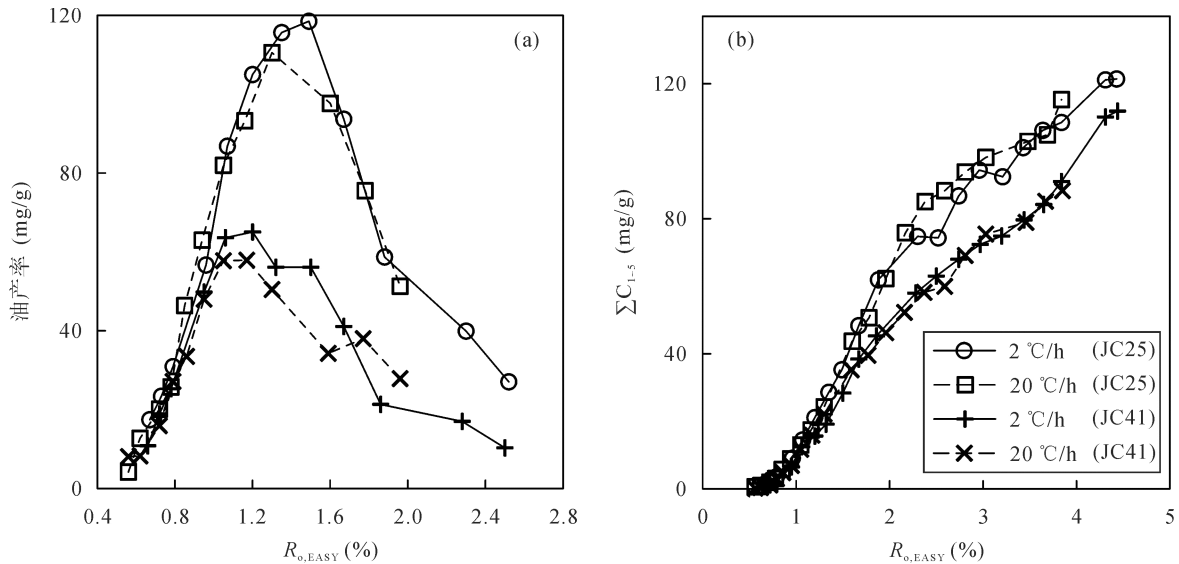


图 4 煤样 JC25 和 JC41 液态烃色谱图

Fig.4 Selected gas chromatograms of liquid hydrocarbons from coals JC25 and JC41

图 5 煤样 JC25 和 JC41 的油产率(a)和总气态烃产率(ΣC_{1-5})(b)Fig.5 Amounts of oil (a) and total gaseous hydrocarbons (ΣC_{1-5}) (b) generated from coals JC25 and JC41

烃产率差异达到最大。随着成熟度进一步增高,两个煤样的总气态烃产率差异逐渐减小,这个阶段气态烃全部产自固体残渣。

3.3 生烃动力学

3.3.1 生油动力学参数

本次研究应用单一频率因子和不同活化能的多个平行一级动力学反应描述干酪根生烃过程^[42-44]。根据两个不同升温速率下的生油产率,应用 Kinetics 2000 软件(1.11 版本, Burnham *et al.*^[45]), 拟合两个煤样生油动力学参数。

煤样 JC25 和 JC41 实测最大生油量分别为 119.8 mg/g 和 65.1 mg/g (图 5a)。考虑原油的裂解效应, 假定实测最大生油量为实际最大生油量的 95%, 两个煤样实际最大生油量分别为 126.1 mg/g 和 68.5 mg/g。应用动力学软件拟合得到的两个煤样生油动力学频率因子分别为 $1.19 \times 10^{13} \text{ s}^{-1}$ 和 $1.49 \times 10^{13} \text{ s}^{-1}$, 活化能分布见表 2 和图 6a、图 6b。活化能加权平均值分别为 217 kJ/mol 和 214 kJ/mol。实测生油量与通过生油动力学参数计算的生油量对比见图 6c-图 6d。

3.3.2 生气动力学参数

根据两个煤样实测总气态烃产率(ΣC_{1-5})变化趋势(图 5b), 假定煤样 JC25 和 JC41 实际 ΣC_{1-5} 最高值分别为 121.6 mg/g 和 112.0 mg/g, 略高于实测 ΣC_{1-5} 的最高值, 分别为 121.4 mg/g 和 111.9 mg/g (图 5b)。应用 Kinetics 2000 软件拟合得到的两个煤样生气频率因子分别为 $7.47 \times 10^{13} \text{ s}^{-1}$ 和 $1.06 \times 10^{14} \text{ s}^{-1}$, 生气活

化能分布见表 3 和图 7a、图 7b。生气活化能加权平均值分别为 259 kJ/mol 和 268 kJ/mol。实测与通过生气动力学参数计算的气态烃 ΣC_{1-5} 产率对比见图 7c、图 7d。

表 2 煤样 JC25 和 JC41 生油动力学参数

Table 2 Kinetic parameters for oil generation from coals JC25 and JC41

JC25		JC41	
活化能 (kJ/mol)	百分含量(%)	活化能 (kJ/mol)	百分含量(%)
197	10.51	188	0.97
205	0.91	201	14.56
209	10.27	214	41.56
218	43.86	218	15.47
222	1.73	222	27.44
226	32.72		

注: JC25 和 JC41 计算活化能时对应的频率因子 A 分别为 $1.19 \times 10^{13} \text{ s}^{-1}$ 和 $1.49 \times 10^{13} \text{ s}^{-1}$ 。

3.4 地质条件下(半开放体系)气态烃产率

金管模拟实验属于封闭体系, 实验中生成的气态烃包括干酪根初次裂解气和生成的油二次裂解生成的气。在地质条件下(半开放体系), 当生油量高于排油门限时将发生排油。排油使煤岩气态烃产率降低。Xiang *et al.*^[24]提出了 1 个烃源岩在发生排油之后生气量计算方法。该方法包含两个公式, 式(1)预测烃源岩排油量, 式(2)预测烃源岩排油之后的最大生气量(气态烃产率)。

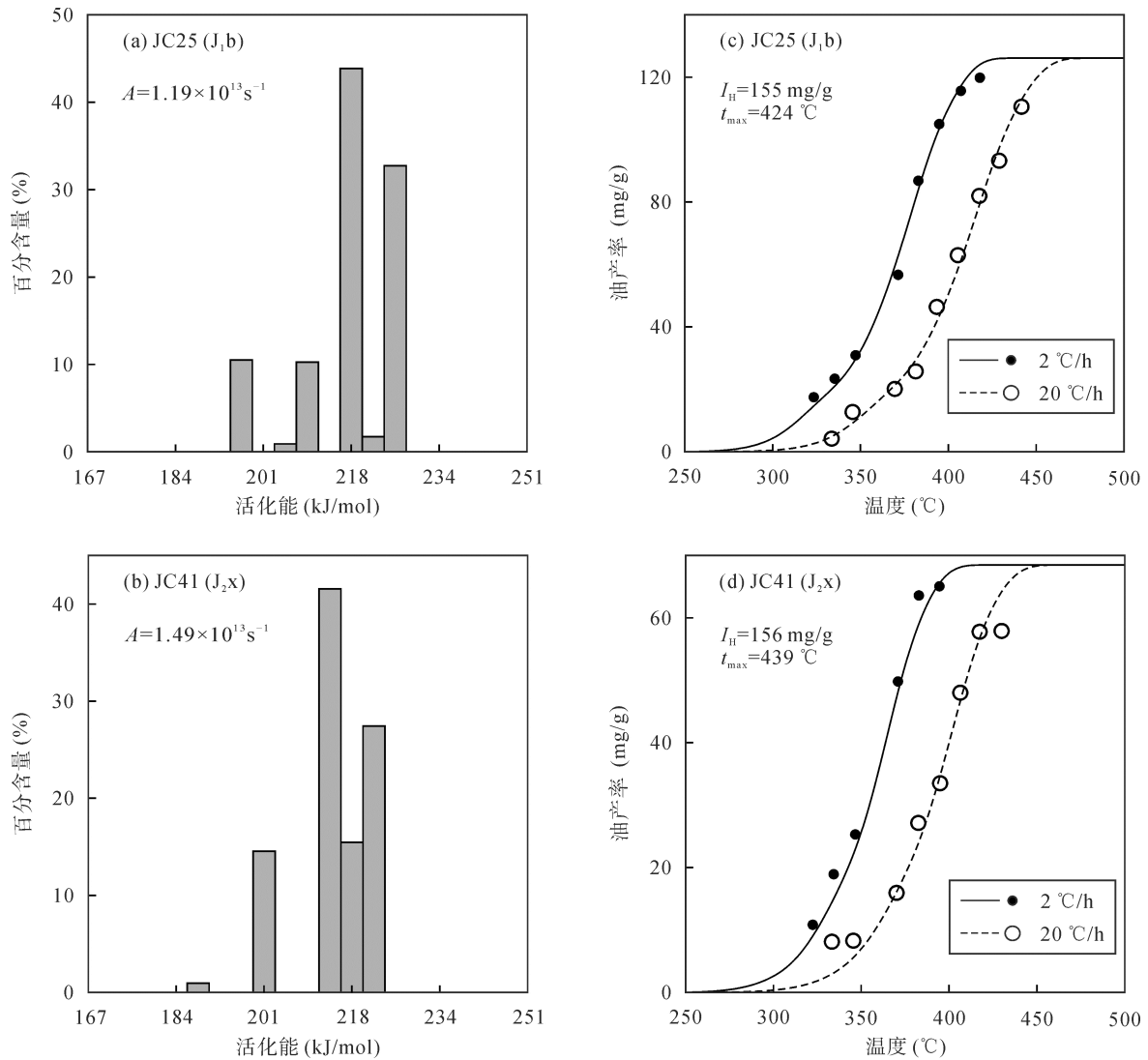


图6 煤样 JC25 和 JC41 的生油动力学参数、实验实测与计算生油量对比

Fig.6 Activation energy distributions and frequency factors for oil generation and the fit of calculated cumulative oil yields with the measured results for coals JC25 and JC41

表3 煤样 JC25 和 JC41 气态烃(ΣC_{1-5})生成动力学参数Table 3 Kinetic parameters for gas generation (ΣC_{1-5}) from coals JC25 and JC41

JC25		JC41	
活化(kJ/mol)	百分含量(%)	活化能(kJ/mol)	百分含量(%)
193	0.04	205	0.10
205	0.75	209	0.24
209	0.46	214	0.10
218	0.17	226	3.05
226	6.26	230	6.27
230	1.66	243	12.68
239	14.97	247	9.71
243	0.87	255	6.30
251	31.63	260	9.83
264	4.34	268	1.57
268	16.09	272	16.04
289	11.29	293	0.92
293	11.46	297	33.19

注: JC25 和 JC41 计算活化能时对应的频率因子 A 分别为 $7.47 \times 10^{13} \text{ s}^{-1}$ 和 $1.06 \times 10^{14} \text{ s}^{-1}$ 。

$$W = (M - R) / (1 - 0.8 \times R) \quad (1)$$

$$S_{SO} = S_C - 0.43 \times W_{\max} \quad (2)$$

式(1)中, W 为排油量, M 为生油量, R 为烃源岩达到排油门限时的含油量。 W 、 M 和 R 的单位均为“g/g”。式(2)中, S_{SO} 为半开放体系最大气态烃产率, S_C 为封闭体系(金管实验)最大气态烃产率, W_{\max} 为式(1)计算得到的最大排油量。再假定在半开放体系下生气动力学参数(频率因子和活化能)与封闭体系一致,即可依据金管实验中求取的生气动力学参数和式(2)计算的最大气态烃产率计算在地质条件下(半开放体系)某一时刻的气态烃产率。Killops *et al.*^[16]认为,煤岩发生排油的门限值为 40 mg/g。煤样 JC25 和 JC41 最大生油量分别为 126.1 mg/g 和 68.5 mg/g, 均高于排油门限, 在地质条件下将发生排油过程。可以

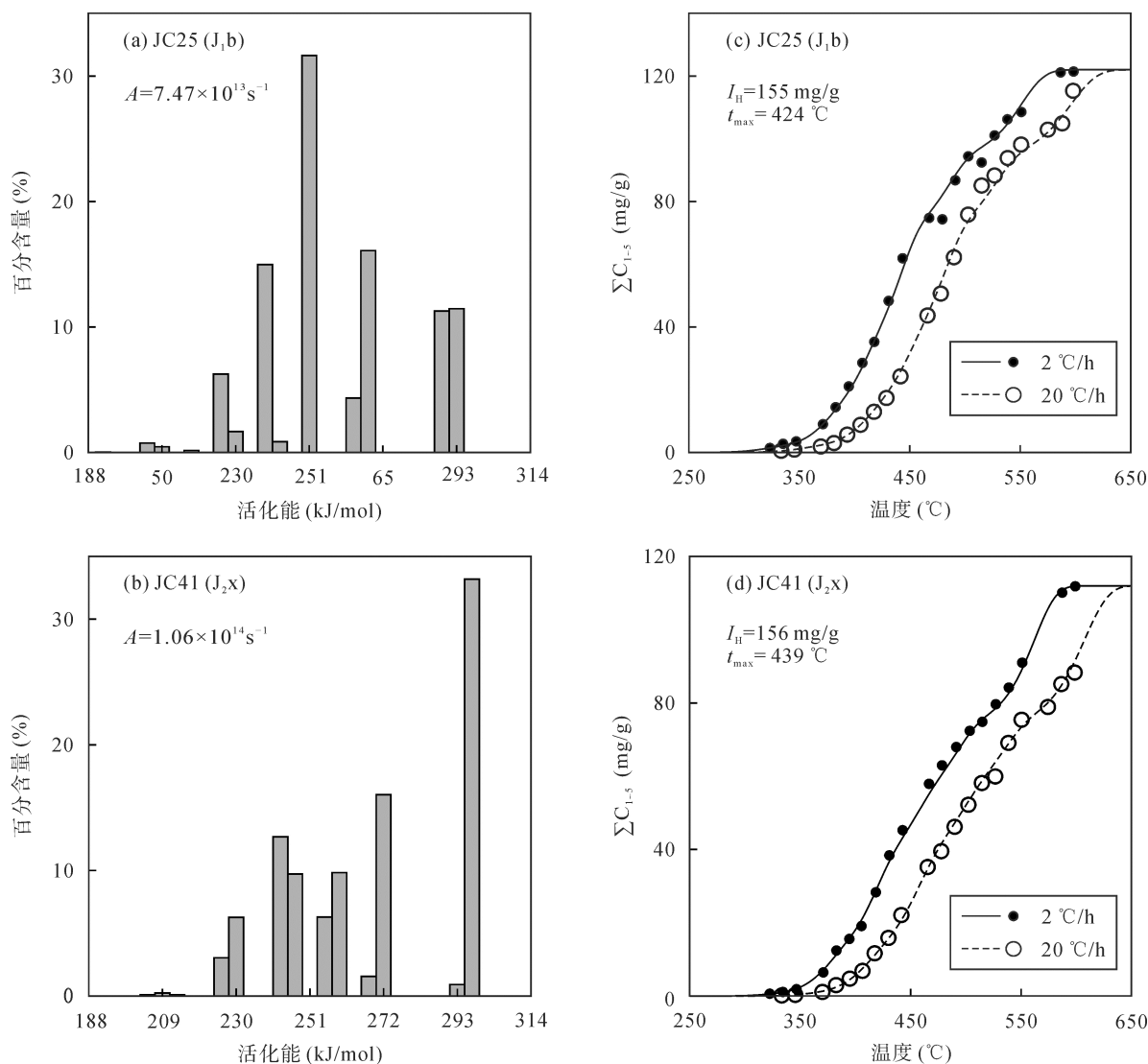


图7 煤样 JC25 和 JC41 的生气动力学参数、实验实测与计算生气量对比

Fig.7 Activation energy distributions and frequency factors for gas generation and the fit of the calculated cumulative gas yields with the measured results for coals JC25 and JC41

依据上述方法预测在地质条件下(半开放体系)煤岩的排油量和气态烃产率。

3.5 准噶尔盆地南缘煤岩生烃评价

依据煤样 JC25、JC41 生油和生气动力学参数,模拟了两个煤样在地质条件下以 $5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{Ma}$ 的升温速率生油和生气过程,同时也模拟了 $R_{0,EASY}$ 增高过程(表4和图8)。

在经典的生油门限 $R_{0,EASY}$ 为 0.65%、温度为 $117\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,煤样 JC25、JC41 生油量分别为 12.8 mg/g 和 6.6 mg/g ,均未达到排油门限 40 mg/g 。

煤样 JC25 在 $R_{0,EASY}$ 为 0.87%、温度为 $145\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,生油量为 43.1 mg/g ,达到排油门限。煤样 JC41 在 $R_{0,EASY}$ 为 0.89%、温度为 $146\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,生油量为 40.4 mg/g ,

达到排油门限。

在经典的生油高峰 $R_{0,EASY}$ 为 1.01%、温度为 $155\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,煤样 JC25、JC41 生油量分别为 75.4 mg/g 和 55.9 mg/g ,排油量分别为 36.6 mg/g 和 16.4 mg/g 。

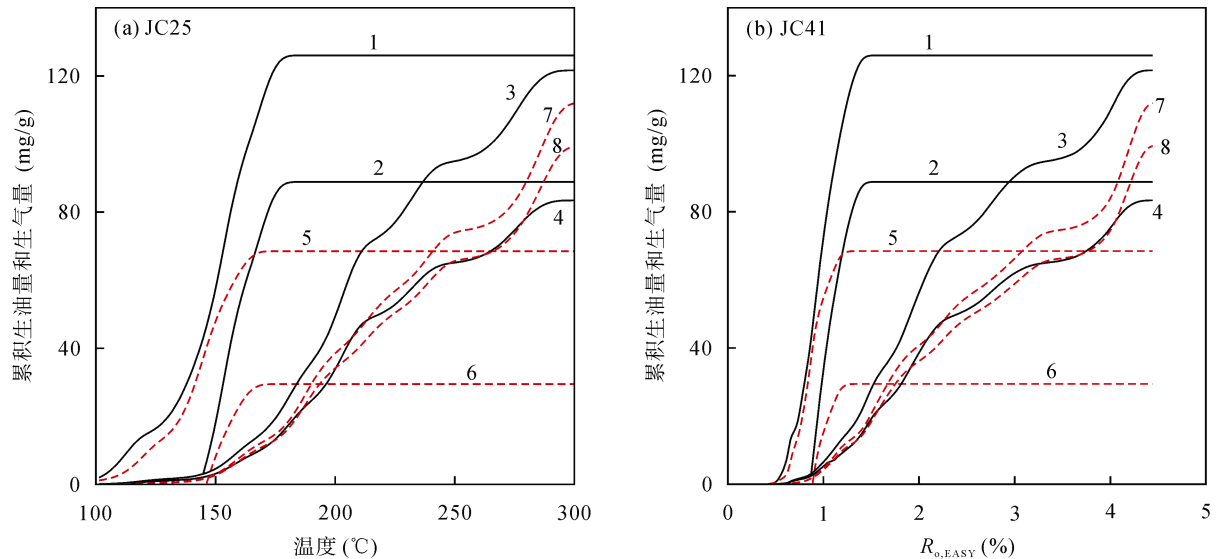
在经典的生油窗下限(生油结束)和凝析油-湿气窗上限, $R_{0,EASY}$ 为 1.36%,温度为 $175\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,煤样 JC25、JC41 生油量分别为 122.8 mg/g 、 68.5 mg/g ,排油量分别为 85.6 、 29.4 mg/g ,达到两个煤样的最大生油量和排油量,生、排油过程接近或已经结束。煤样 JC25 排油过程主要发生在 $R_{0,EASY}$ 为 0.87%~1.36%之间,而煤样 JC41 排油过程主要发生在 $R_{0,EASY}$ 为 0.89%~1.20%之间。煤样 JC25 最大生油量是煤样 JC41 的近 2 倍,而最大排油量则是煤样 JC41 的近 3 倍(表 4, 图 6)。

表4 煤样 JC25 和 JC41 在地质条件下(5 °C/Ma)的生油量和生气量

Table 4 Generation and expulsion of hydrocarbons under geological conditions at 5 °C/Ma for coals JC25 and JC41

$R_{o,EASY}$ (%)	t (°C)	JC25				JC41			
		$S_{o,G}$	$S_{o,E}$	$\Sigma C_{1-5,C}$	$\Sigma C_{1-5,SO}$	$S_{o,G}$	$S_{o,E}$	$\Sigma C_{1-5,C}$	$\Sigma C_{1-5,SO}$
0.65	117.3	12.8	0	0.80	0.64	6.55	0	0.199	0.197
0.87	144.9	43.1	3.16	3.08	2.48	37.1	0	1.74	1.73
0.89	146.3	46.6	6.85	3.41	2.76	40.4	0.38	2.04	2.02
1.01	155.0	75.4	36.6	6.94	5.60	55.9	16.4	5.16	4.58
1.20	166.6	106.2	68.4	13.5	9.24	67.6	28.5	11.2	9.93
1.36	175.3	122.8	85.6	19.7	13.5	68.5	29.4	14.9	13.2
1.42	178.2	125.1	87.9	22.7	15.6	68.5	29.5	16.7	14.8
1.50	182.6	126	88.8	28.0	19.2	68.5	29.5	20.6	18.3
1.53	184.0	126	88.8	29.7	20.3	68.5	29.5	22.2	19.7
1.56	185.5	126	88.8	31.3	21.4	68.5	29.5	23.9	21.2
1.80	195.6	126	88.8	42.1	28.9	68.5	29.5	35.2	31.2
2.02	204.3	126	88.8	57.8	39.6	68.5	29.5	41.2	36.6
2.22	211.6	126	88.8	68.9	47.3	68.5	29.5	46.7	41.5
2.50	221.7	126	88.8	74.6	51.2	68.5	29.5	54.8	48.7
3.02	239.1	126	88.8	91.0	62.4	68.5	29.5	67.0	59.4
3.49	255.1	126	88.8	95.8	65.7	68.5	29.5	74.8	66.3
4.02	276.8	126	88.8	110.9	76.0	68.5	29.5	85.0	75.5
4.44	300	126	88.8	121.6	83.4	68.5	29.5	112	99.4

注: $\Sigma C_{1-5,C}$ —封闭体系下 ΣC_{1-5} 的生气量; $\Sigma C_{1-5,SO}$ —半开放体系下 ΣC_{1-5} 的生气量; $S_{o,G}$ —生油量; $S_{o,E}$ —排油量; 生油量和生气量单位均为“mg/g”, 即每克有机碳生油、生气量。

图8 在5 °C/Ma条件下煤样 JC25 和 JC41 累积生油、生气量(ΣC_{1-5})与温度、 $R_{o,EASY}$ 对应关系Fig.8 The predicted cumulative amounts of oil generated and expelled, and total gaseous hydrocarbons (ΣC_{1-5}) generated under geological conditions at 5 °C/Ma for coals JC25 and JC41 versus temperature and $R_{o,EASY}$

1—煤样 JC25 生油量; 2—煤样 JC25 排油量; 3—煤样 JC25 封闭体系气态烃产率; 4—煤样 JC25 半开放体系气态烃产率; 5—煤样 JC41 生油量; 6—煤样 JC41 排油量; 7—煤样 JC41 封闭体系气态烃产率; 8—煤样 JC41 半开放体系气态烃产率。

1—Amounts of oil generated from coal JC25; 2—amounts of oil expelled from coal JC25; 3— ΣC_{1-5} generated from coal JC25 in closed system; 4— ΣC_{1-5} generated from coal JC25 in semi-open system; 5—amounts of oil generated from coal JC41; 6—amounts of oil expelled from coal JC41; 7— ΣC_{1-5} generated from coal JC41 in closed system; 8— ΣC_{1-5} generated from coal JC41 in semi-open system.

Pepper *et al.*^[46]认为, 烃源岩排出气态烃的门限为 20 mg/g。在封闭体系下(不发生排油), 煤样 JC25 在 $R_{0, \text{EASY}}$ 为 1.36%、温度为 175 °C 时, 气态烃产率为 19.7 mg/g, 达到排气门限。煤样 JC41 在 $R_{0, \text{EASY}}$ 为 1.50%、温度为 183 °C 时, 气态烃产率为 20.6 mg/g, 达到排气门限。在半开放体系下(发生排油), 煤样 JC25 和 JC41 均在 $R_{0, \text{EASY}}$ 为 1.53%、温度为 184 °C 时达到排气门限, 气态烃产率分别为 20.3 mg/g 和 19.7 mg/g。此时, 气态烃以气相形式从两个煤岩中排出。在此之前, 气态烃可以以油相形式(溶解气)从两个煤岩中排出。在封闭体系(不发生排油), 相同成熟度进行对比, 煤样 JC25 气态烃产率高于煤样 JC41。在半开放体系(发生排油), 两个煤样的生气曲线比较接近, 在相同成熟度时, 气态烃产率差异较小。在 $R_{0, \text{EASY}} = 1.50\%$ 时的产气转化率分别为 23% 和 18%, 主要生气过程发生在高过成熟阶段($R_{0, \text{EASY}} > 1.50\%$, 表 4, 图 8)。

前人的研究表明^[6,8,31-34], 在准噶尔盆地中南部(莫索湾凸起和白家海凸起以南), 侏罗系烃源岩均进入了生油门限($R_0 > 0.70\%$)。由北向南, 烃源岩埋藏深度和成熟度持续增高。在沙湾凹陷、阜康凹陷、四棵树凹陷、霍玛吐背斜带和齐古断阶带, 侏罗系烃源岩处于生油高峰至过成熟阶段, R_0 介于 0.80%~2.50% 之间。侏罗系煤岩的生油量主要取决于初始生油潜力(金管实验最大生油量), 而生气量主要取决于成熟度。四棵树凹陷煤样 JC25 生、排油量高, 该凹陷油资源量较南缘其他区域丰富, 而霍玛吐背斜带中部烃源岩成熟度高, 因而较其他区域具有更大的天然气勘探潜力(图 1)。

4 结 论

(1) 根据金管生烃动力学模拟实验结果, 采自准噶尔盆地南缘西部四棵树凹陷煤样 JC25 和东部煤样 JC41 最大生油量分别为 126 mg/g 和 68.5 mg/g, 计算的排油量分别为 88.8 mg/g 和 29.5 mg/g。煤样主要生、排油 $R_{0, \text{EASY}}$ 介于 0.80%~1.20% 之间。煤样 JC25 比 JC41 具有相对较高的 H/C 原子比和类脂组含量, 但两煤样具有相近的 I_H , 表明 H/C 原子比和类脂组含量比 I_H 能更好地反映煤岩的初始生油潜力。推测西部四棵树凹陷较南缘其他区域具有更大的原油勘探潜力。

(2) 在半开放条件下(发生排油), 两个煤样的生

气速率比较接近, 在 $R_{0, \text{EASY}} = 1.50\%$ 时产气转化率分别为 23% 和 18%, 煤岩生气过程主要发生在高过成熟阶段($R_{0, \text{EASY}} > 1.50\%$)。霍玛吐背斜带中部侏罗系烃源岩成熟度较高, 因而较南缘其他区域具有更大的天然气勘探潜力。

感谢张同伟教授和另一名评审专家对本文的评审和修改建议。

参考文献(References):

- [1] 戴金星. 成煤作用中形成的天然气和石油[J]. 石油勘探与开发, 1979, 6(3): 10-17.
Dai Jin-xing. Natural gas and petroleum formed in coal formation[J]. Pet Explor Develop, 1979, 6(3): 10-17 (in Chinese).
- [2] 戴金星. 中国煤成气研究 30 年来勘探的重大进展[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 264-279.
Dai Jin-xing. Major developments of coal-formed gas exploration in the last 30 years in China[J]. Pet Explor Develop, 2009, 36(3): 264-279 (in Chinese with English abstract).
- [3] 戴金星, 倪云燕, 黄土鹏, 廖凤蓉, 于聪, 龚德瑜, 吴伟. 煤成气研究对中国天然气工业发展的重要意义[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(1): 1-22.
Dai Jin-xing, Ni Yun-yan, Huang Tu-peng, Liao Feng-rong, Yu Cong, Gong De-yu, Wu Wei. Significant function of coal-derived gas study for natural gas industry development in China[J]. Nat Gas Geosci, 2014, 25(1): 1-22 (in Chinese with English abstract).
- [4] 刘德汉, 傅家谟, 肖贤明, 陈德玉, 耿安松, 孙永革, 王云鹏. 煤成烃的成因与评价[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 137-141.
Liu De-han, Fu Jia-mo, Xiao Xian-ming, Chen De-yu, Geng An-song, Sun Yong-ge, Wang Yun-peng. Origin and appraisal of coal derived gas and oil[J]. Pet Explor Develop, 2005, 32(4): 137-141 (in Chinese with English abstract).
- [5] 张国俊, 王仲侯, 吴虻, 吴庆福, 杨斌, 杨文孝, 杨瑞麒, 范光华, 郑德森, 赵白, 彭希龄, 雍天寿. 中国石油地质志·新疆油气田准噶尔盆地第十五卷[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993: 1-390.
Zhang Guo-jun, Wang Zhong-hou, Wu Meng, Wu Qing-fu, Yang Bin, Yang Wen-xiao, Yang Rui-qi, Fan Guang-hua, Zheng De-sen, Zhao Bai, Peng Xi-ling, Yong Tian-shou. Petroleum Geology of Junggar Basin, Petroleum Geology of China. Vol.15[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993: 1-390 (in Chinese).
- [6] 王绪龙, 支东明, 王屿涛, 陈建平, 秦志军, 刘德光, 向英, 兰文芳, 李娜. 准噶尔盆地烃源岩与油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013: 1-565.
Wang Xu-long, Zhi Dong-ming, Wang Yu-tao, Chen Jian-ping, Qin Zhi-jun, Liu De-guang, Xiang Ying, Lan Wen-fang, Li Na. Source Rocks and Oil-Gas Geochemistry in Junggar Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013: 1-565 (in Chinese).
- [7] 李丕龙, 冯建辉, 陆永潮, 郝芳. 准噶尔盆地构造沉积与成藏[M]. 北京: 地质出版社, 2010: 1-340.

- Li Pi-long, Feng Jian-hui, Lu Yong-chao, Hao Fang. Tectonic Sedimentation and Reservoir Formation in Junggar Basin[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2010: 1-340 (in Chinese).
- [8] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 梁狄刚, 张越迁, 赵喆, 倪云燕, 支东明, 杨海波, 王屿涛. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征[J]. 地质学报, 2016, 90(1): 37-67.
Chen Jian-ping, Wang Xu-long, Deng Chun-ping, Liang Di-gang, Zhang Yue-qian, Zhao Zhe, Ni Yun-yan, Zhi Dong-ming, Yang Hai-bo, Wang Yu-tao. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, Northwest China[J]. Acta Geol Sinica, 2016, 90(1): 37-67 (in Chinese with English abstract).
- [9] Tissot B P, Welte D H. Petroleum Formation and Occurrence[M]. Berlin: Springer, 1984: 699.
- [10] Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. The Biomarker Guide[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2005: 1155.
- [11] Peters K E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis[J]. Am Assoc Pet Geol Bull, 1986, 70(3): 318-329.
- [12] Hunt J M. Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter[J]. Org Geochem, 1991, 17(6): 673-680.
- [13] Powell T G, Boreham C J. Petroleum generation and source rock assessment in terrigenous sequences: An update[J]. Aust Pet Explor Assoc J, 1991, 31(1): 297-311.
- [14] Curry D J, Emmett J K, Hunt J W. Geochemistry of aliphatic-rich coals in the Cooper Basin, Australia and Taranaki basin, New Zealand: Implications for the occurrence of potentially oil-generative coals[M]//Scott A C, Fleet A J. Coal and Coal-bearing Strata as Oil-prone Source Rocks? London: Geological Society Publication, 1994: 149-182.
- [15] Isaksen G H, Curry D J, Yeakel J D, Janssen A I. Controls on the oil and gas potential of humic coals[J]. Org Geochem, 1998, 29(1/3): 23-44.
- [16] Killips S D, Funnell R H, Suggate R P, Sykes R, Peters K E, Walters C C, Woolhouse A D, Weston R J, Boudou J P. Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals[J]. Org Geochem, 1998, 29(1/3): 1-21.
- [17] Price L C, Wenger L M. The influence of pressure on petroleum generation and maturation as suggested by aqueous pyrolysis[J]. Org Geochem, 1992, 19(1/3): 141-159.
- [18] Monthioux M, Landais P, Monin J C. Comparison between natural and artificial maturation series of humic coals from the Mahakam Delta, Indonesia[J]. Org Geochem, 1985, 8(4): 275-292.
- [19] Monthioux M, Landais P, Durand B. Comparison between extracts from natural and artificial maturation series of Mahakam Delta coals[J]. Org Geochem, 1986, 10(1/3): 299-311.
- [20] Mansuy L, Landais P, Ruau O. Importance of the reacting medium in artificial maturation of a coal by confined pyrolysis. 1. Hydrocarbon and polar compounds[J]. Energ Fuels, 1995, 9(4): 691-703.
- [21] Mansuy L, Landais P. Importance of the reacting medium in artificial maturation of a coal by confined pyrolysis. 2. Water and polar compounds[J]. Energ Fuels, 1995, 9(5): 809-821.
- [22] Michels R, Burkle V, Mansuy L, Langlois E, Ruau O, Landais P. Role of polar compounds as source of hydrocarbon and reactive medium during the artificial maturation of Mahakam coal[J]. Energ Fuels, 2000, 14(5): 1059-1071.
- [23] Li E T, Pan C C, Yu S, Jin X D, Liu J Z. Hydrocarbon generation from coal, extracted coal and bitumen rich coal in confined pyrolysis experiments[J]. Org Geochem, 2013, 64: 58-75.
- [24] Xiang B L, Li E T, Gao X W, Wang M, Wang Y, Xu H, Huang P, Yu S, Liu J Z, Zou Y R, Pan C C. Petroleum generation kinetics for Permian lacustrine source rocks in the Junggar Basin, NW China[J]. Org Geochem, 2016, 77: 1-17.
- [25] Xu H, Ding X H, Luo Z J, Liu C M, Li E T, Huang P, Yu S, Liu J Z, Zou Y R, Pan C C. Confined pyrolysis for simulating hydrocarbon generation from Jurassic coaly source rocks in the Junggar Basin, Northwest China[J]. Energ Fuels, 2017, 31(1): 73-94.
- [26] Huang W K, Zeng L F, Pan C C, Xiao Z Y, Zhang H Z, Huang Z B, Zhao Q, Yu S, Xu H, Chen C S, Liu D Y, Liu J Z. Petroleum generation potentials and kinetics of coaly source rocks in the Kuqa Depression of Tarim Basin, northwest China[J]. Org Geochem, 2019, 133: 32-52.
- [27] 康竹林, 翟光明. 中国的前陆盆地与油气聚集[J]. 石油学报, 1995, 16(4): 1-8.
Kang Zhu-lin, Zhai Guang-ming. Foreland Basins and their hydrocarbon accumulation in China[J]. Acta Pet Sinica, 1995, 16(4): 1-8 (in Chinese with English abstract).
- [28] 李耀华. 准噶尔盆地南缘天然气成藏模式及勘探方向[J]. 天然气工业, 2001, 21(4): 27-31.
Li Yao-hua. Natural gas pool formation models and exploration direction in the southern margin of Junggar Basin [J]. Nat Gas Ind, 2001, 21(4): 27-31 (in Chinese).
- [29] 郭继刚, 李建华, 庞雄奇, 向才富, 姜福杰, 王鹏威. 准噶尔盆地南缘侏罗系烃源岩排烃效率研究[J]. 现代地质, 2013, 27(5): 1081-1088.
Guo Ji-gang, Li Jian-hua, Pang Xiong-qi, Xiang Cai-fu, Jiang Fu-jie, Wang Peng-wei. Study on expulsion efficiency of hydrocarbon for the Jurassic source rocks in the southern margin of Junggar Basin[J]. Geoscience, 2013, 27(5): 1081-1088 (in Chinese with English abstract).
- [30] 孙平安, 卞保力, 袁云峰, 张兴雅, 曹剑. 准噶尔盆地南缘天然气地球化学与成因研究[J]. 地球化学, 2015, 44(3): 275-288.
Sun Ping-an, Bian Bao-li, Yuan Yun-feng, Zhang Xing-ya, Cao Jian. Natural gas in southern Junggar Basin in northwest China: Geochemistry and origin[J]. Geochimica, 2015, 44(3): 275-288 (in Chinese with English abstract).
- [31] 陈建平, 邓春萍, 王绪龙, 倪云燕, 孙永革, 赵喆, 王培荣, 廖健德, 张蒂嘉, 梁狄刚. 准噶尔盆地南缘中部凝析油源[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(5): 830-840.
Chen Jian-ping, Deng Chun-ping, Wang Xu-long, Ni Yun-yan,

- Sun Yong-ge, Zhao Zhe, Wang Pei-rong, Liao Jian-de, Zhang Di-jia, Liang Di-gang. Source of condensate oil in the middle of southern margin, Junggar Basin, NW China[J]. *Pet Explor Develop*, 2016, 43(5): 830–840 (in Chinese with English abstract).
- [32] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 赵喆, 倪云燕, 孙永革, 杨海波, 王汇彤, 梁狄刚. 准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律——典型类型原油油源对比[J]. *石油学报*, 2016, 37(2): 160–171.
Chen Jian-ping, Wang Xu-long, Deng Chun-ping, Zhao Zhe, Ni Yun-yan, Sun Yong-ge, Yang Hai-bo, Wang Hui-tong, Liang Di-Gang. Oil-source correlation of typical crude oils in the southern margin, Junggar Basin, Northwestern China[J]. *Acta Pet Sinica*, 2016, 37(2): 160–171 (in Chinese with English abstract).
- [33] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 赵喆, 倪云燕, 孙永革, 杨海波, 王汇彤, 梁狄刚. 准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律——典型油藏油源解剖与原油分布规律[J]. *石油学报*, 2016, 37(4): 415–429.
Chen Jian-ping, Wang Xu-long, Deng Chun-ping, Zhao zhe, Ni Yun-yan, Sun Yong-ge, Yang Hai-bo, Wang Hui-tong, Liang Di-Gang. Investigation of typical reservoirs and occurrence regularity of crude oils in the southern margin of Junggar Basin, Northwestern China[J]. *Acta Pet Sinica*, 2016, 37(4): 415–429 (in Chinese with English abstract).
- [34] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 梁狄刚, 张越迁, 赵喆, 倪云燕, 支东明, 杨海波, 王屿涛. 准噶尔盆地油气源、油气分布与油气系统[J]. *地质学报*, 2016, 90(3): 421–450.
Chen Jian-ping, Wang Xu-long, Deng Chun-ping, Liang Di-gang, Zhang Yue-qian, Zhao Zhe, Ni Yun-yan, Zhi Dong-ming, Yang Hai-bo, Wang Yu-tao. Oil and gas source, occurrence and petroleum system in the Junggar Basin, Northwest China[J]. *Acta Geol Sinica*, 2016, 90(3): 421–450 (in Chinese with English abstract).
- [35] 陈建平, 邓春萍, 王绪龙, 倪云燕, 孙永革, 赵喆, 廖健德, 王培荣, 张蒂嘉, 梁狄刚. 准噶尔盆地南缘凝析油、蜡质油与稠油的形成机理[J]. *地球科学*, 2017, 47(5): 567–585.
Chen Jian-ping, Deng Chun-ping, Wang Xu-long, Ni Yun-yan, Sun Yong-ge, Zhao Zhe, Liao Jian-de, Wang Pei-rong, Zhang Di-jia, Liang Di-gang. Formation mechanism of condensate, waxy and heavy oil in southern margin of Junggar Basin[J]. *Earth Sci*, 2017, 47(5): 567–585 (in Chinese with English abstract).
- [36] 陈建平, 王绪龙, 倪云燕, 向宝力, 廖凤蓉, 廖健德, 赵长毅. 准噶尔盆地南缘天然气成因类型与气源[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(3): 1–13.
Chen Jian-ping, Wang Xu-long, Ni Yun-yan, Xiang Bao-li, Liao Feng-rong, Liao Jian-de, Zhao Chang-yi. Genesis type and source of natural gas in southern margin of Junggar Basin, NW China[J]. *Pet Explor Develop*, 2019, 46(3): 1–13 (in Chinese with English abstract).
- [37] 郭继刚, 王绪龙, 庞雄奇, 雷德文, 向才富, 龙华山, 高帅. 准噶尔盆地南缘中下侏罗统烃源岩评价及排烃特征[J]. *中国矿业大学学报*, 2013, 42(4): 595–605.
Guo Ji-gang, Wang Xu-long, Pang Xiong-qi, Lei De-wen, Xiang Cai-fu, Long Hua-shan, Gao Shuai. Evaluation and hydrocarbon expulsion characteristics of the Middle-lower Jurassic source rock in the southern margin of Junggar Basin[J]. *J China Univ of Mining Technol*, 2013, 42(4): 595–605 (in Chinese with English abstract).
- [38] Dai S F, Jiang Y F, Ward C R, Gu L D, Seredin V V, Liu H D, Zhou D, Wang X B, Sun Y Z, Zou J H, Ren D Y. Mineralogical and geochemical compositions of the coal in the Guanbanwusu Mine, Inner Mongolia, China: Further evidence for the existence of an Al (Ga and REE) ore deposit in the Junggar Coalfield[J]. *Int J Coal Geol*, 2012, 98: 10–40.
- [39] Zhou Q, Xiao X M, Pan L, Tian H. The relationship between micro-Raman spectral parameters and reflectance of soild bitumen[J]. *Int J Coal Geol*, 2014, 121: 19–25.
- [40] 姜兰兰, 潘长春, 刘金钟. 矿物对原油裂解影响的实验研究[J]. *地球化学*, 2009, 38(2): 165–173.
Jiang lan-lan, Pan Chang-chun, Liu Jing-zhong. Experimental study on effects of minerals on oil cracking[J]. *Geochemica*, 2009, 38(2): 165–173 (in Chinese with English abstract).
- [41] Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics[J]. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 1990, 74(10): 1559–1570.
- [42] Horsfield B, Schenk H J, Mills N, Welte D H. An investigation of the in-reservoir conversion of oil to gas: Compositional and kinetic findings from closed-system programmed-temperature pyrolysis[J]. *Org Geochem*, 1992, 19(1/3): 191–204.
- [43] Behar F, Kressmann S, Rudkiewicz J L, Vandenbroucke M. Experimental simulation in a confined system and kinetic modelling of kerogen and oil cracking[J]. *Org Geochem*, 1992, 19(1/3): 173–189.
- [44] Pepper A S, Dodd T A. Simple kinetic models of petroleum formation. Part II: Oil-gas cracking[J]. *Mar Pet Geol*, 1995, 12(3): 321–340.
- [45] Burnham A K, Braun R L. Global kinetic analysis of complex materials[J]. *Energ Fuels*, 1999, 13(1): 1–21.
- [46] Pepper A S, Corvi P J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: Modelling an open system[J]. *Mar Pet Geol*, 1995, 12(4): 417–452.